

**ANALISA PRESSURE BUILD UP DAN DELIVERABILITY SEBAGAI EVALUASI
PARTIAL PENETRATION SUMUR X-15**Yustitia Rizki Arumdanie¹⁾, Onnie Ridaliani²⁾, Andry Halim³⁾¹⁾Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti^{2,3)}Dosen Pembimbing I Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

E-mail: yustitiazrizki@gmail.com

Abstrak

Analisa pressure build up dan deliverability pada sumur X-15 ini dilakukan untuk mengetahui beberapa parameter reservoir dan mengetahui perkiraan produksi sumur. Interpretasi pressure build up dilakukan sebelum dan sesudah reperforasi untuk mengevaluasi kerusakan yang terjadi pada sumur X-15 yang dilakukan melalui *software ecrin* dan manual. Pada pressure build up pertama ditemui problem partial penetration dilihat dari hasil well model pada *software ecrin*, kemudian dilakukan reperforasi untuk mengatasi masalah tersebut. Pada saat dilakukan pressure build up test kedua diperoleh hasil yang menunjukkan bahwa kegiatan reperforasi ini berhasil, dilihat dari nilai skin yang menurun dari 8,755 menjadi -2,513. Dilakukan juga analisa *deliverability* untuk menentukan perkiraan produksi maksimum pada sumur X-15 ini.

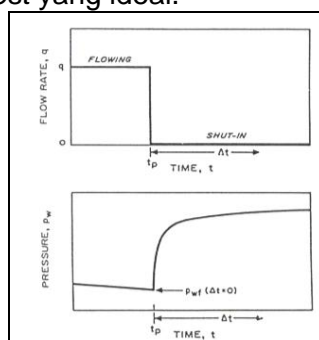
Kata kunci: *Pressure Build Up, Deliverability, Pressure Derivative, Horner, Dual Porosity, Partial Penetration*

Pendahuluan

Penentuan karakteristik dari reservoir merupakan parameter yang sangat diperlukan dalam mendeskripsikan suatu reservoir. Salah satu cara yang dilakukan untuk mengetahui karakteristik dari suatu reservoir adalah dengan Analisis Transient Tekanan dimana kegiatannya dinamakan dengan Pressure Build-up Test. Pada analisa ini akan membandingkan hasil interpretasi dari PBU test pertama dan kedua, dimana dari hasil PBU pertama ditemukan masalah *partial penetration*, sehingga dilakukan reperforasi. Tujuan dari dibandingkannya hasil ini untuk mengetahui apakah reperforasi ini berhasil mengatasi masalah yang ada pada sumur ini atau tidak.

Studi Pustaka***Pressure Build Up Test***

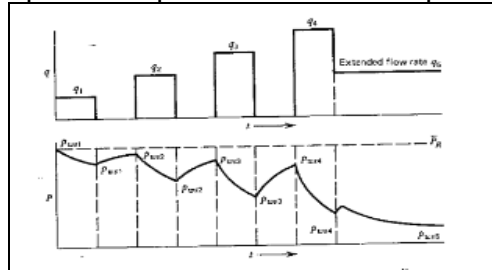
Analisa PBU Test merupakan uji tekanan transient yang dilakukan dengan cara memproduksi sumur pada laju konstan selama waktu tertentu kemudian sumur ditutup. Pada prinsip sederhananya penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang kemudian dicatat sebagai fungsi waktu. Dari data tekanan yang diperoleh ini, kemudian dapat ditentukan permeabilitas formasi, adanya karakteristik kerusakan atau perbaikan formasi, model reservoir dan batas reservoir. Pada Gambar 1 merupakan Gambar yang menunjukkan *pressure build up test* yang ideal.



Gambar 1. Laju Alir Ideal dan Sejarah Produksi untuk *Pressure Build Up Test*.

Uji Sumur Deliverabilitas Gas

Pada intinya tujuan dilakukan uji deliverabilitas gas adalah untuk menentukan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi atau dapat memberikan Gambaran mengenai berapa lama sumur tersebut mampu untuk berproduksi dengan maksimal. Pada analisa konvensional, penentuan deliverabilitas menggunakan persamaan empiris yang menyatakan hubungan laju aliran terhadap ΔP^2 atau dengan $\Delta \Psi(P)$ pada laju aliran stabil. Dari kurva log ΔP^2 versus q_{sc} atau log $\Delta \Psi(P)$ versus q_{sc} yang dibuat kemudian kedua plot tersebut dipanjangkan maka akan dapat diketahui *Absolute Open Flow Potential* (AOFP). Meskipun harga AOFP tidaklah merefleksikan keadaan yang sebenarnya, akan tetapi dapat untuk memperkirakan kapasitas suatu sumur. Berdasarkan aturan SKK Migas, menetapkan bahwa untuk sumur gas penentuan perkiraan produksi maksimum per sumur gas yaitu 30% AOFP.



Gambar 2. Diagram Laju Produksi dan Tekanan dari *Modified Isochronal Test*.

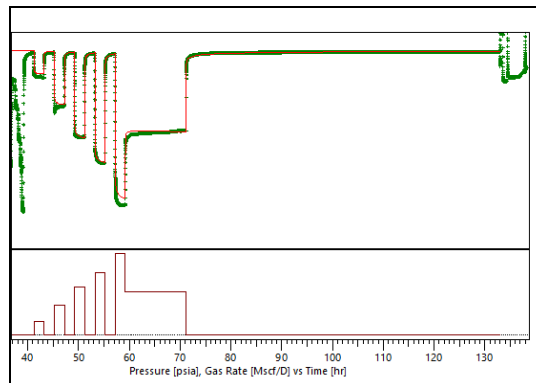
Metodologi Penelitian

Analisa *Pressure Build Up* dan *Modified Isochronal Test* dilakukan dengan menginput data kemudian dilakukan pemilihan model reservoir agar data *actual match* dan diperoleh parameter reservoir yang merepresentasikan kondisi yang sebenarnya. Setelah model tersebut *match* maka dihasilkan kurva *pressure derivative* dan horner dengan pendekatan *pseudo pressure*. Untuk Modified Isochronal Test dihasilkan grafik plot deliverability Q vs $(\Psi(P_{ws}) - \Psi(P_{wf}))$. Dari grafik tersebut dihasilkan persamaan $Q = C (P_r - P_{wf})^n$. dari persamaan tersebut didapat AOFP.

Hasil dan Pembahasan

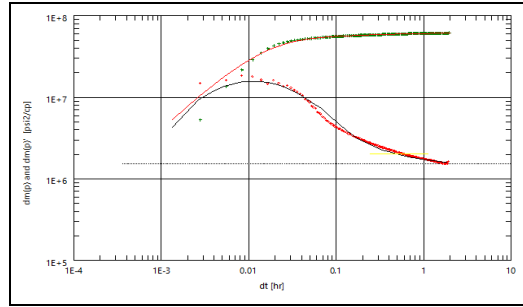
Analisa PBU Test Pertama dengan Software Ecrin V4.02

Pada Gambar 3 dibawah ini menunjukkan *History Plot* sumur X-15 sebelum reperforasi



Gambar 3. *History Plot* Sumur X-15 PBU Test Pertama

Setelah diperoleh *history plot* maka dapat membuat *pressure derivative* dengan melakukan *matching* antara model dan data aktual. Gambar 4 menunjukkan hasil dari *pressure derivative*.

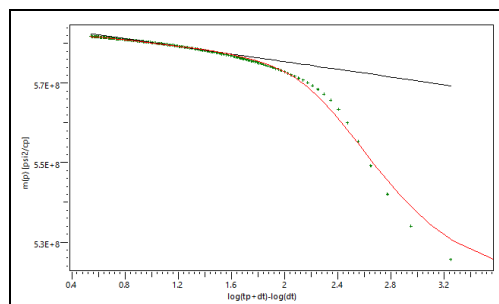


Gambar 4. Type Curve Derivative PBU Test Pertama

Tabel 1. Hasil Pressure Derivative PBU Test Pertama

Model Option	Standard Model
Wellbore Model	Constant Wellbore Storage
Well Model	Vertical-Limited Entry
Reservoir Model	Two Porosity PSS
Boundary Model	Infinite
Konstanta Wellbore Storage (C)	0,0452 bbl/psi
Skin (s)	8,64
Permeability Thickness (kh)	4750 mD.ft
Permeabilitas (k)	57,9 mD
Pi	2980,07 psi
Ketebalan perfo	42,31 ft
rasi (hp)	
Jarak akhir perforasi dengan bawah formasi (Zw)	25,74 ft
Perbandingan permeabilitas vertical dengan horizontal (kv/kh)	0,134
Omega (ω)	0,728
Lambda (λ)	1,02 x 10 ⁻⁹

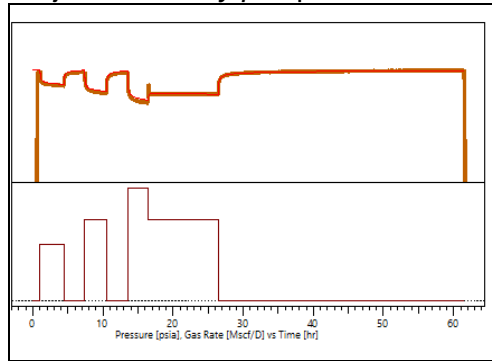
Pada *well model* diperoleh hasilnya vertical limited entry, dan interval perforasi yang diperoleh kurang dari ketebalan formasi, yang menandakan pada sumur ini mengalami *partial penetration*. Maka dilakukan reperforasi sesuai dengan ketebalan reservoir yaitu 82ft. Pada Gambar 5 menunjukkan horner plot dengan pendekatan *pseudo pressure* sehingga diperoleh kh 4575,6 mDft, permeabilitas 55,8 mD dan nilai skin 8,69.



Gambar 5. Horner Plot PBU Test Pertama

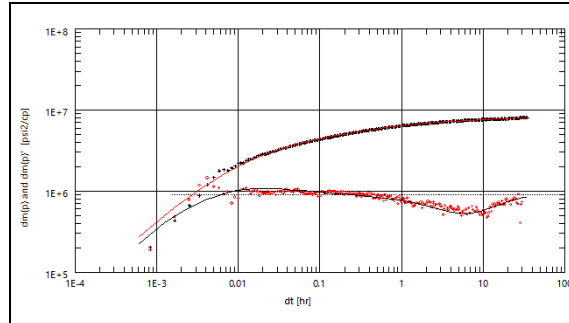
Analisa PBU Test Kedua dengan Software Ecrin V4.02

Pada Gambar 6 menunjukkan *history plot* pada PBU test kedua.



Gambar 6. *History Plot* PBU Test Kedua

Setelah diperoleh *history plot* maka dapat membuat *pressure derivative* dengan melakukan *matching* antara model dan data aktual. Gambar 7 menunjukkan hasil dari *pressure derivative*.



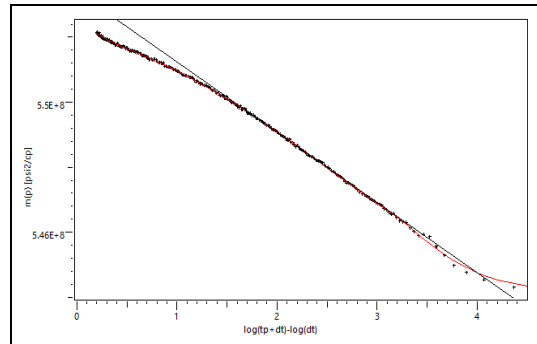
Gambar 7. Type Curve Derivative PBU Test Kedua

Pada Tabel 2 menunjukkan hasil *pressure derivative* pada PBU test kedua. Well model yang dihasilkan yaitu vertical dimana interval perforasi sama dengan ketebalan reservoir. Hal ini menunjukkan bahwa kegiatan reperforasi telah berhasil dilakukan. Selain itu dilihat dari nilai skin yang menurun yaitu dari 8,64 menjadi -2,74.

Tabel 2. Hasil Pressure Derivative PBU Test Kedua

<i>Model Option</i>	<i>Standard Model</i>
<i>Wellbore Model</i>	<i>Constant Wellbore Storage</i>
<i>Well Model</i>	<i>Vertical</i>
<i>Reservoir Model</i>	<i>Two Porosity PSS</i>
<i>Boundary Model</i>	<i>Infinite</i>
<i>Konstanta Wellbore Storage (C)</i>	0,175 bbl/psi
<i>Skin (s)</i>	-2,74
<i>Transmibilitas (kh)</i>	4750 Md.ft
<i>Permeabilitas (k)</i>	57,9 Md
<i>Pi</i>	2980,07 psi
<i>Omega (ω)</i>	0,511
<i>Lambda (λ)</i>	5,25 x 10 ⁻⁷

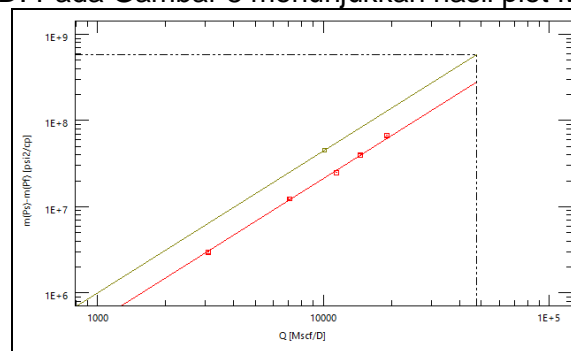
Pada Gambar 8 menunjukkan horner plot PBU test kedua dengan hasil kh 4649,4 mDft, permeabilitas 56,7 dan nilai skin -2,55.



Gambar 8. Horner Plot PBU test Kedua

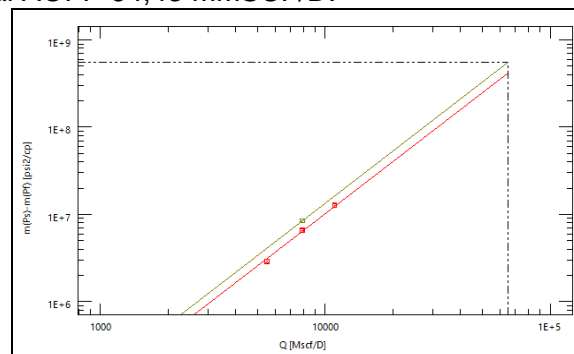
Uji Deliverabilitas Sebelum Reperforasi dengan Software Ecrin V4.02

Pada analisa deliverabilitas modified isochronal test dengan pendekatan *pseudo pressure* sebelum reperforasi diperoleh nilai n 0,5951, c 0,2982 ($\text{mscf/d}/(\text{psi}^2/\text{cp})^n$) dan nilai AOF 47,971 MMSCF/D. Pada Gambar 8 menunjukkan hasil plot MIT.



Gambar 9. MIT Metode c and n *pseudo pressure* sebelum reperforasi

Pada Gambar 10 menunjukkan uji deliverabilitas test pada PBU test kedua dengan pendekatan *pseudo pressure* dimana PBU test kedua ini dilakukan setelah reperforasi. Dari hasil AOF pada PBU test pertama mengalami peningkatan yang menunjukkan salah satu parameter keberhasilan dalam reperforasi. Diperoleh nilai n 0,5011 nilai c 2,6773 ($\text{MSCF/D}/\text{Psi}^2$) dan nilai AOF 64,43 MMSCF/D.



Gambar 10. MIT c and n *pseudo pressure* setelah reperforasi

Kesimpulan

Dari hasil analisa *pressure build up* dan *deliverability* diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis *Type Curve Pressure Derivative* dengan software *ecrin* yang dilakukan pada uji PBU pertama diperoleh model untuk sumur X-15 adalah *well model vertical limited entry*, model reservoir *two porosity PSS*, dengan model *boundary infinite acting* dengan nilai permeabilitas 57,9 Md, *skin* 8,64, kh 4750 Mdft, omega 0,728 dan lambda $1,02 \times 10^{-9}$.

2. Pada PBU test pertama ini dilakukan menggunakan horner plot pendekatan *pseudo pressure* diperoleh nilai kh 4575,6 mDft, permeabilitas 55,8 dan skin 8,69.
3. Pada analisa PBU yang dilakukan setelah reperforasi diperoleh hasilnya *well model vertical*, model reservoir *two porosity PSS*, dan boundary *infinite*. Parameter reservoir yang di dapat adalah skin -2,74, permeabilitas 57,9 Md, kh 4750 mDft, omega 0,511, lambda $5,25 \times 10^{-7}$.
4. Pada *Software Ecrin 4.02* dilakukan analisa dengan metode Horner pendekatan *pseudo pressure* pada test PBU setelah reperforasi diperoleh nilai permeabilitas 56.7 Md, nilai skin -2.55, kh 4649,4 Md.ft.
5. Uji deliverabilitas menggunakan metode c and n dengan pendekatan *pseudo pressure* pada test pertama diperoleh nilai AOF 47,406 MMSCF/D menggunakan *software ecrin v4.02*
6. Pada test kedua uji deliverabilitas ini yang dilakukan menggunakan software ecrin dengan metode c and n pendekatan *pseudo pressure* diperoleh nilai AOF 64,43 MMSCF/D dengan *software ecrin v4.02*
7. Dari analisa kedua analisa PBU ini diperoleh nilai skin yang mengalami penurunan, dan nilai AOF yang mengalami peningkatan, hal ini menandakan bahwa kegiatan reperforasi dikatakan berhasil.

Daftar pustaka

- Abdassah, D. (1997). *Analysis Transient Tekanan*. ITB.
- Bourdet, D. (2002). *Well test analysis: the use of advanced interpretation models*. Elsevier Science B. V. (Vol. 3).
- Chaudry, A.U. (2013). *Gas Well Testing. Fundamentals of Applied Reservoir Engineering*.
- Ikoku, C.U. (1984). *Natural Gas Production Engineering* Malabar, Florida: Krieger Publishing Company
- Ikoku, C.U. (1991). *Natural Gas Reservoir Engineering*. Krieger Publishing Company
- Kappa. (2008). *Dynamic Flow Analysis, 6-Well Model*.
- Migas, S. (2017). *Pedoman Tata Kerja POD*, 32.
- Rukmana, D. (2011). *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.